

女川原子力発電所2号炉 新規制基準適合性に係るとりまとめ資料等の概要 及び今後の審査対応について

平成30年12月20日
東北電力株式会社

本資料のうち、枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

1. はじめに

- これまでの審査対応において、先行炉との類似点、相違点等を踏まえた分析・考察に基づく説明が不足し、基準適合に係る論理構築が不十分であった。
- 今後、合理的に審査を進めていくにあたり、これまでの審査対応を振り返り、改善の取り組みを行い、審査補足説明資料（とりまとめ資料）等を原子力規制庁へ提出した。
- とりまとめ資料等の概要及び提出状況並びに今後の審査対応について説明する。

2. 審査会合（8月30日）における指摘事項

当社審査対応に関して、今後、合理的に審査を進めていくうえで以下の3点について改善することが求められた。

- 指摘事項 1. 他社既往の審査実績と自らの申請内容の類似点，相違点を分析・考察すること。
- 指摘事項 2. 相違点については，基準適合性の観点から必要な検討要素と，それを組み合わせた論理について吟味すること。
- 指摘事項 3. それらの結果について，基本的な設計方針として具体化するかなど，設置許可基準規則への適合性に係る取りまとめイメージを早期に検討すること。

2. 1 審査会合（8月30日）における指摘事項に対する改善～改善①

（指摘事項①）

他社既往の審査実績と自らの申請内容の類似点，相違点を分析・考察すること

（指摘事項②）

相違点については，基準適合性の観点から必要な検討要素と，それを組み合わせた論理について吟味すること

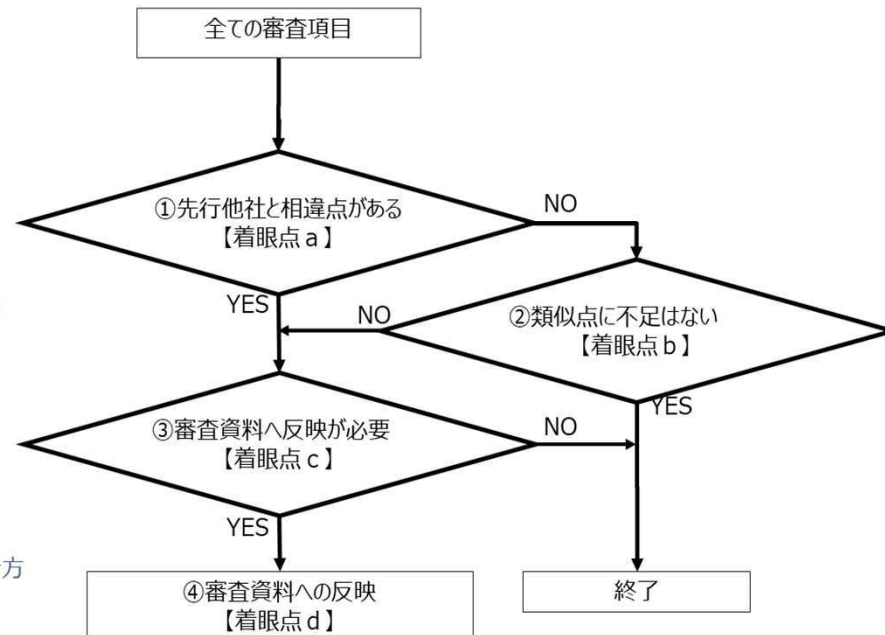
審査資料作成においては，フロー図等により標準化したプロセスで，先行他社との類似点，相違点の分析・考察を行う

指摘事項①に対する改善結果に基づき，総括責任者及び担当管理職が対応方針確認会議において，多面的視点から論理が構築されていることを確認

（指摘事項③）

基本的な設計方針として具体化するかなど，設置許可基準規則への適合性に係る取りまとめイメージを早期に検討すること

設計方針の具体化案について，対応方針確認会議で確認を行うとともに，対策設備の追加等を伴う重要な指摘事項への対応については，関係役員会議で迅速な意思決定を図っていく



3. 審査会合（10月16日）における指摘事項

本年8月30日の原子力規制庁からの指摘を踏まえた当社としての改善策が、実際の審査対応に反映されているかを確認するために、「審査補足説明資料（とりまとめ資料）」及びその記載内容に係る「先行炉との比較表」を提出するよう求められた。

提出を求められた資料

- 審査補足説明資料（とりまとめ資料）の提出
- 上記資料の記載内容に係る先行炉との比較表の提出

3. 1 とりまとめ資料及び先行炉との比較表の提出状況

- 10月16日に規制庁から提出を求められた、審査補足説明資料（とりまとめ資料）（約25,000頁）及び先行炉との比較表（約17,000頁）については、11月28日に提出した。
- とりまとめ資料には下表のとおり追而項目が含まれている。（これまでの審査会合における指摘事項への対応が未完了のものが一部あるため）

追而項目			提出予定日	追而理由
第26条 （原子炉制御室）	別添3	有毒ガス影響評価	平成30年12月25日	当初、評価対象となる有毒化学物質を保有量などで除外する考え方を適用していたが、全ての有毒化学物質を対象に影響評価の精緻化を行うこととしたため時間を要している。 現在、固定源で重要操作地点に影響を及ぼす有毒化学物質について、移設対策の検討及び対策後の評価中。
第50条 （原子炉格納容器過圧破損防止）	別添資料	フィルタベント系の性能に関する評価	平成31年1月25日	有効性評価の事故シナリオの最適化を踏まえた再解析結果に基づき、フィルタベント系の性能評価を再度実施中。
第53条 （水素爆発による原子炉建屋破損防止）	別添資料	原子炉建屋における水素濃度評価	平成31年1月31日	有効性評価の事故シナリオの最適化を踏まえた再解析結果に基づき、水素濃度評価を再度実施中。
第57条 （電源設備）	補足説明資料	重大事故等対処設備の電路ルート	平成31年1月10日	設備の追加等に伴い電路ルートの再設計が必要となり現在、評価実施中。 <ul style="list-style-type: none"> ・直流駆動低圧注水系の追加 ・原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（常設）の追加 ・代替循環冷却系の位置づけ見直し
第59条 （原子炉制御室）	本文	中央制御室運転員の線量評価	平成30年12月14日 （提出済み）	有効性評価の事故シナリオの最適化を踏まえた再解析結果に基づき、線量評価を再度実施した。
技術的能力1.16	添付資料			
技術的能力1.0.2	本文	保管場所、屋外アクセスルート評価	平成30年12月25日	斜面の地下水位について、地下水位低下設備の効果を考慮しない水位を再設定し斜面の安定性を評価する方針に変更したことに伴い再評価中。 海側のアクセスルートについて、防潮堤の沈下対策（地盤改良）を反映した有効応力解析により再評価中。

3. 2 これまでの審査対応に対する当社の気づき

8月30日及び10月16日の審査会合における指摘事項を受け、これまでの当社の審査対応について振り返りを実施。この結果、以下の気づきがあった。



気づき1. 対策の考え方や設計方針の妥当性について、先行炉との比較による分析・考察が不十分であり、審査会合の議論が継続する事案が発生

気づき2. サイト特性、プラントの特徴から抽出された女川固有の論点について分析・考察が不十分であり、審査会合における議論に時間を要した

このため、審査スケジュールの複数回の見直しが必要となった。

3. 3 気づきに対する具体的事例

気づき1. 先行炉との比較・分析の具体例

- 津波PRAの審査において、敷地浸水時の事故シーケンスに係る分析及びこれを踏まえた可搬型設備の保管場所に係る検討が不足していたことから、防潮堤を越える事故シナリオの議論に約6ヶ月を要した。

《理由》

- ・ 東海第二の敷地浸水時の対策の考え方を踏まえた分析の不足
- ・ 可搬型ポンプから常設ポンプへの対策方針転換の遅れ
- ・ 対策の実施後の地形データを反映した氾濫解析の着手の遅れ

気づき2. 固有の論点に関する分析の具体例

- 緊急時対策所の審査については、免震構造から耐震構造へ変更した経緯の説明が不十分であり、審査会合での議論に約5ヶ月の時間を要している。

《理由》

- ・ 構造変更に対する経緯及び安全性への影響などの観点での説明が不十分

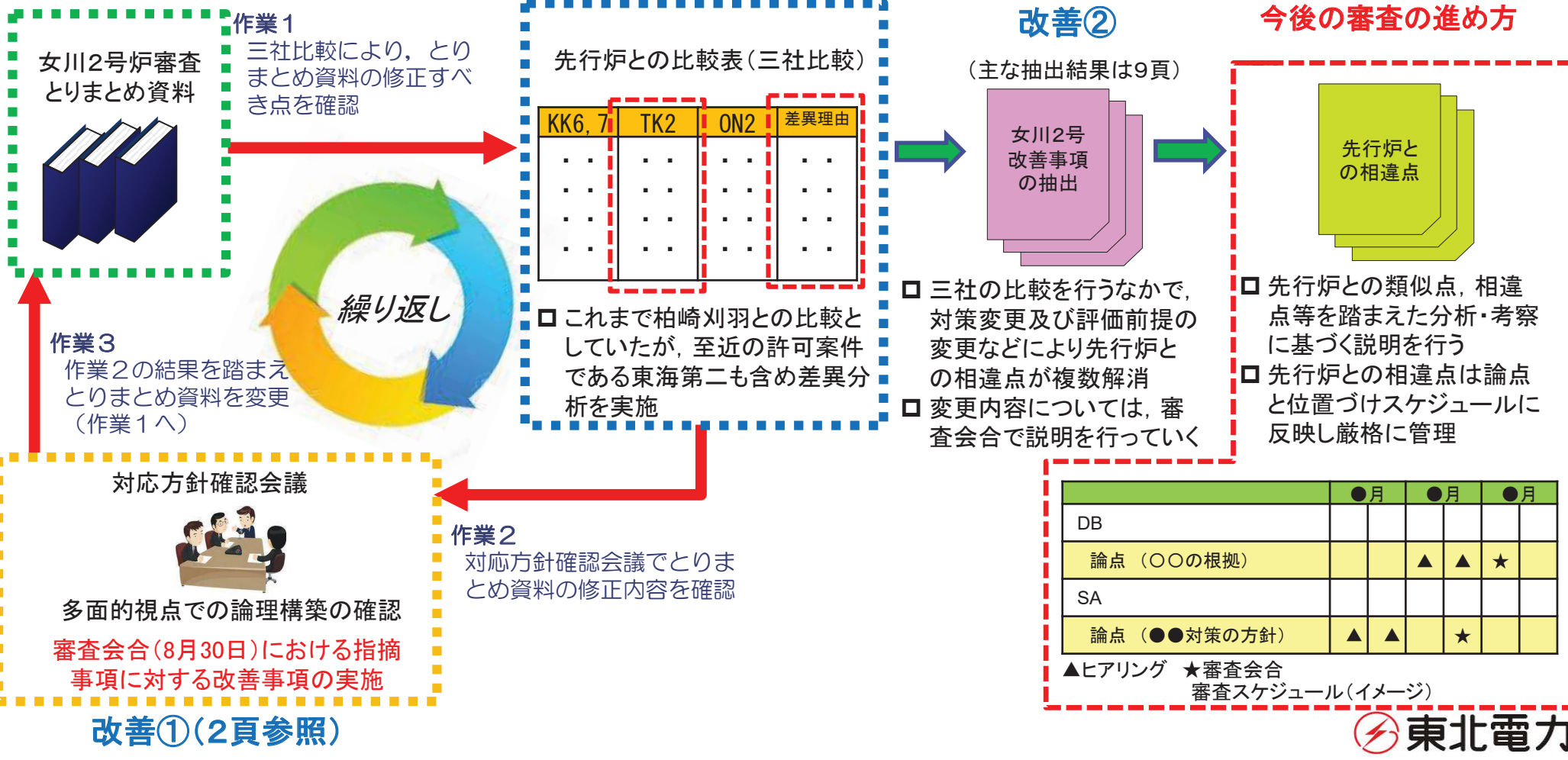
- 内部火災の対応はサイト特性、プラントの特徴から抽出された女川固有の論点に関して、審査会合における説明が不十分であり、審査会合の議論に約1年を要している。

《理由》

- ・ 中央制御室床下消火設備の手動起動に対する早期消火の観点で先行との比較が不足
- ・ 高温停止状態の窒素を排出した状態で行うPCV内の機器点検時における火災防護の説明が不十分
- ・ 自動消火設備の起動ロジックについて早期感知の観点からの検討が不十分
- ・ 1時間耐火ラッピングに対し建築基準法の判定基準を適用するため再度耐火試験を実施

4. 改善の取り組み

- 審査対応に関する指摘を、当社審査対応の改善の機会と捉え、今後の審査対応に向け以下の取り組みを行った。
- 今回の改善を進める上で、先行他社と意見交換を行い、審査対応上の学びについて聴取しており、当社の改善に反映した。



4. 1 改善の取り組み ～ 改善②

- 三社比較を行うなかで、先行炉との相違点を抽出し、下表のとおり対策等を見直すことで、審査の論点となり得る事項について複数の改善を図ることが出来た。
- 改善の取り組みの結果として、対策の見直しを図った事項は13件、対策の位置づけの変更による先行との相違点の解消を図った事項が3件あった。

三社比較による改善	改善が図られた事例	
<ul style="list-style-type: none"> ■ 三社比較を行うなかで、相違点の理由を含め確認することで、<u>基準適合の観点に留まらず多面的な分析ができ、先行炉と同等の対策へ見直す改善につながった。</u> 	有効性 (50条関連)	効率的にドライウェル温度の低減を図るため、原子炉格納容器スプレイを原子炉格納容器代替スプレイ冷却系による間欠スプレイから代替循環冷却系により継続的に行うことに変更（参考資料参照）
	8条	中央制御室床下ケーブルピットに対する消火設備の設計について、手動起動から自動起動へ変更
<ul style="list-style-type: none"> ■ 三社比較により、対策の位置づけについて、先行炉と相違が確認された。 ■ 今回、<u>対策の位置づけを機能の重要性も踏まえ見直す改善につながった。</u> 	46条	主蒸気逃がし安全弁の駆動用の可搬型蓄電池を自主対策設備から重大事故等対処設備に位置づけを変更
	54条	燃料プールスプレイ系（常設配管）を自主対策設備から重大事故等対処設備に位置づけを変更

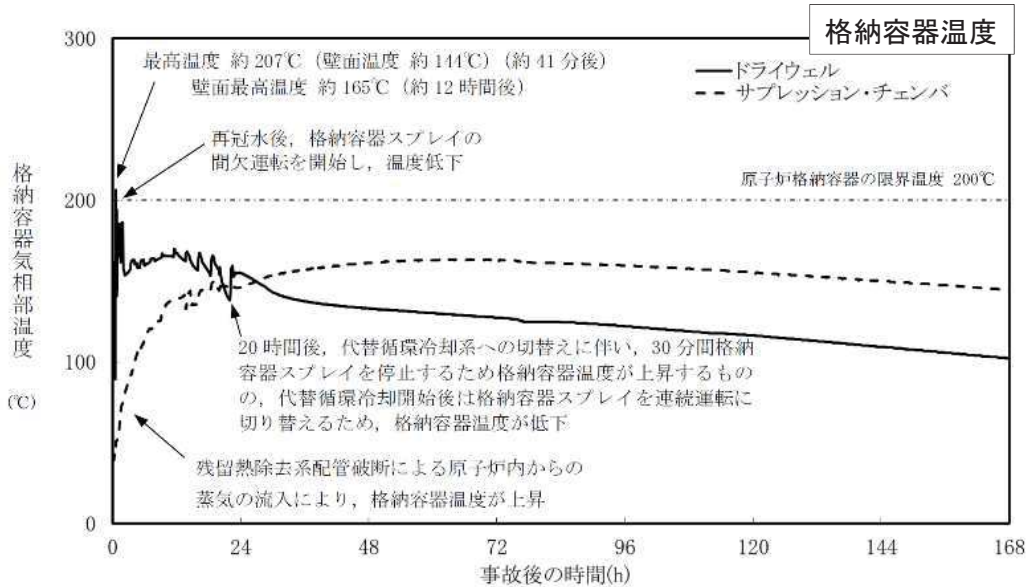
5. 今後の審査対応に向けて

今後の審査対応において、以下の対応を行っていく。

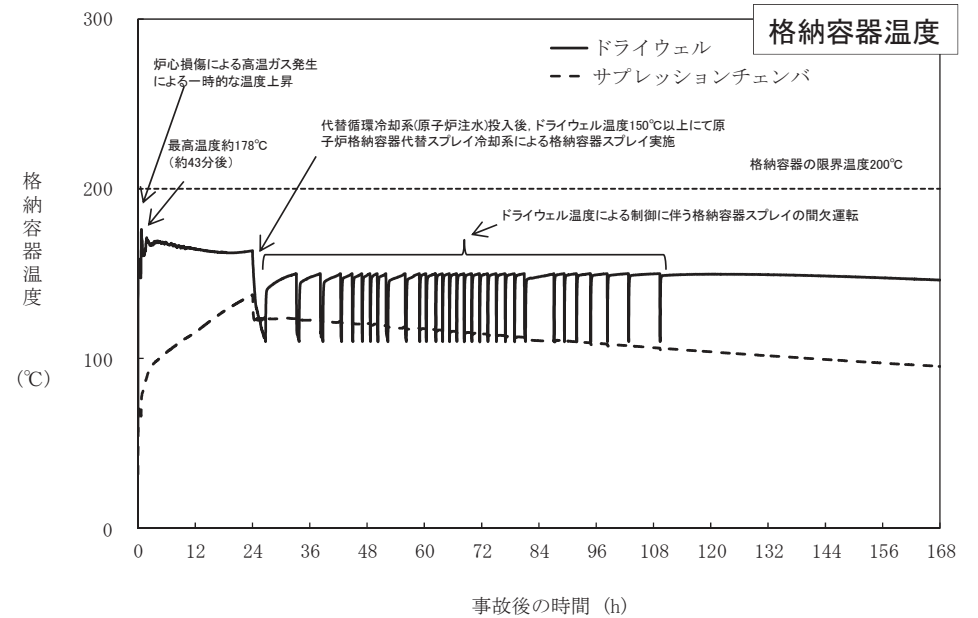
- 先行炉との類似点，相違点等を踏まえた分析・考察に基づく説明
- 審査対応方針の決定，資料作成等，各段階の進捗を管理することによる審査スケジュールを遅延させない取り組み
- 継続性をもった改善の取り組み

二社比較の時点での検討状況

（参考資料1）



柏崎刈羽6, 7号炉

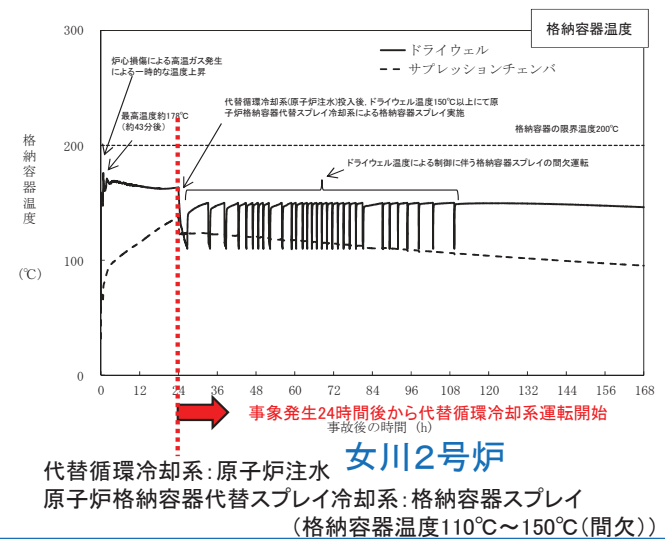
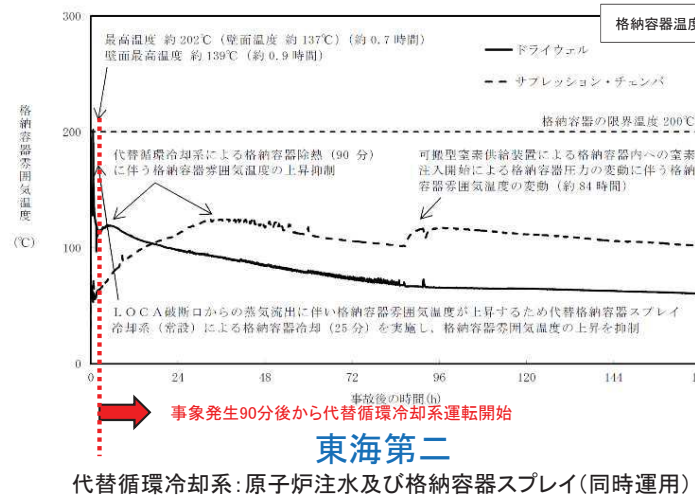
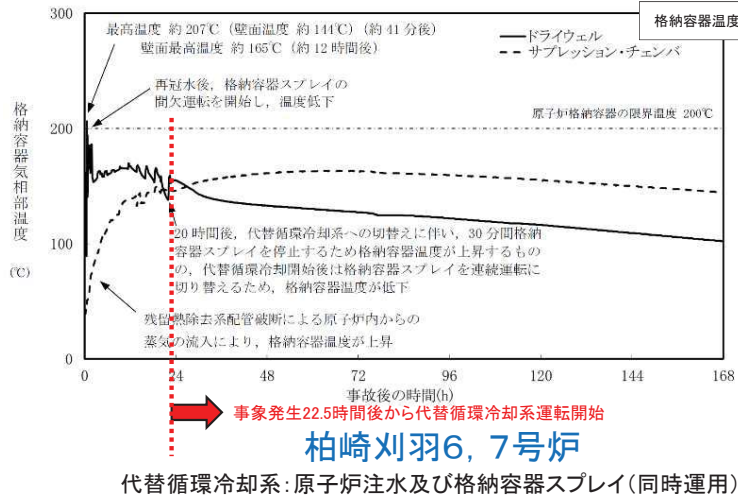


女川2号炉

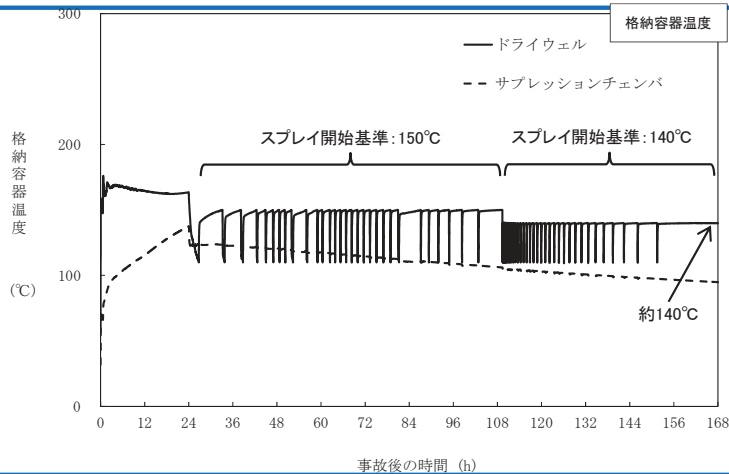
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用する場合）の評価において、格納容器温度の挙動から以下の観点を満たしていることを確認している。このことから格納容器環境の抑制としては先行炉と同等であり、格納容器破損防止対策が妥当であると判断していた。

- ・原子炉格納容器バウンダリにかかる温度の最大値は限界温度以下であること
- ・事象発生7日後における格納容器温度は150°Cを下回っており、低下傾向となっていること

三社比較の時点での検討状況



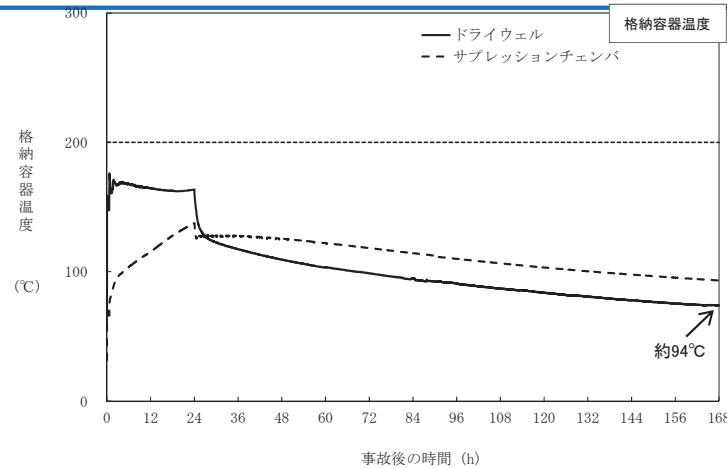
代替循環冷却系の運転開始以降の格納容器温度の挙動において、柏崎刈羽6, 7号炉及び東海第二では、原子炉注水及び格納容器スプレイの同時運用により格納容器温度が低下しているが、女川2号炉では原子炉注水を当該設備で行い、格納容器スプレイを別設備で間欠で行う設計で、4日目あたりまで格納容器温度の上昇傾向が見られた。



【ケース1: 現状の設備のまま手順変更のみ】

格納容器スプレイ(間欠)の開始基準温度を下げることで、格納容器温度を低下させる。

- ・スプレイ条件
ベースケースにてスプレイ停止後
(開始条件)
格納容器温度140°C到達
(停止条件)
格納容器温度110°Cまで降下後



【ケース2: 代替循環冷却系の設備変更を考慮】

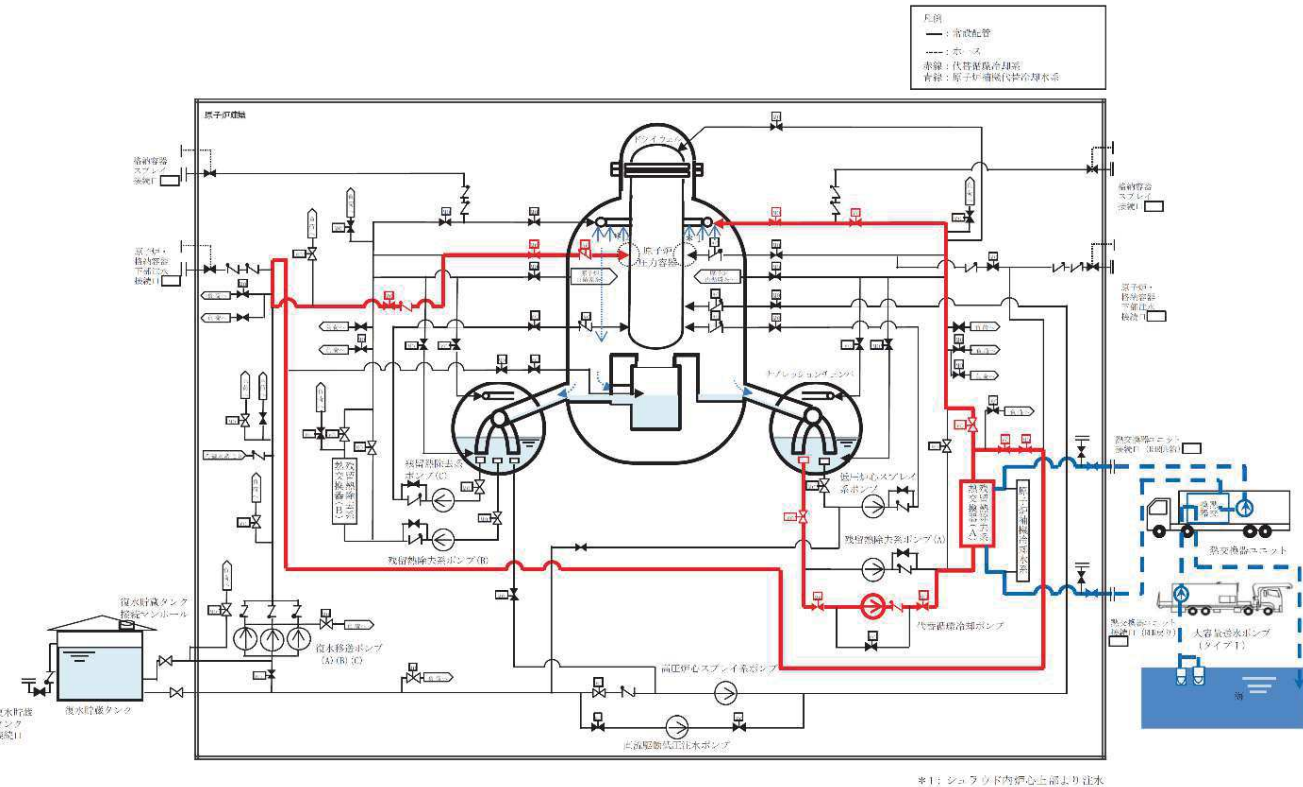
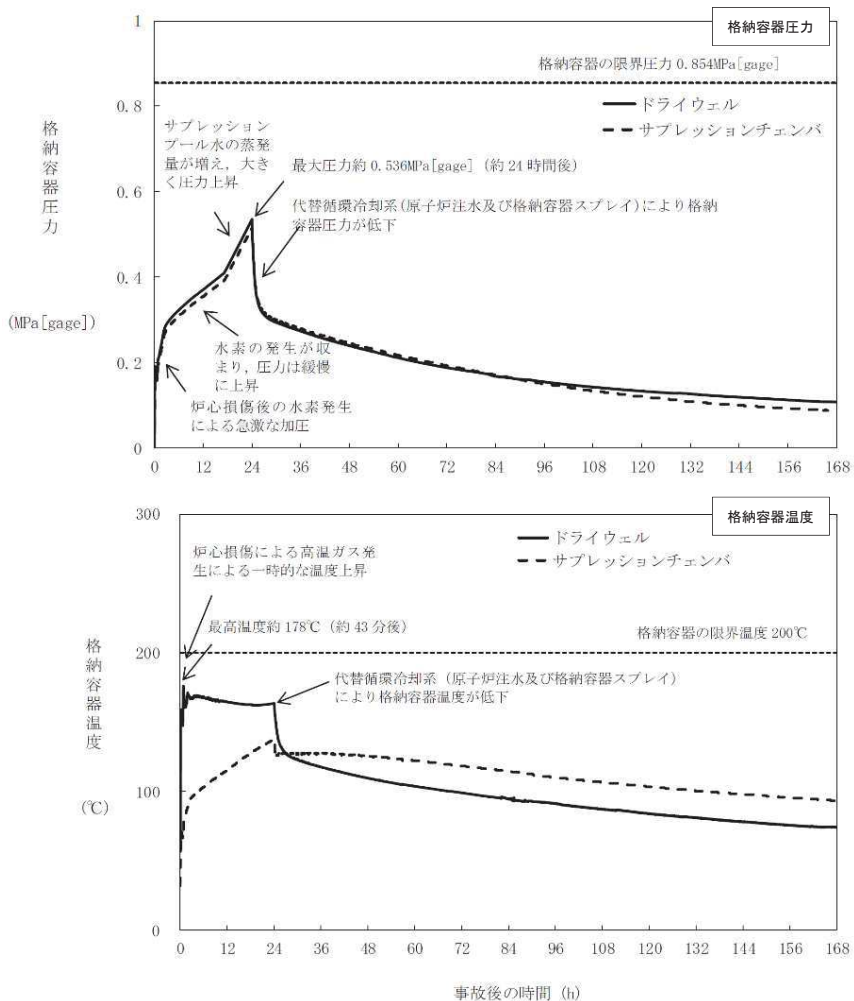
代替循環冷却系で原子炉注水及び格納容器スプレイの同時運用を実施する。格納容器スプレイを連続で行うことで、格納容器温度を低下させる。

設備的な観点では、ケース1の現状の設備のまま手順変更のみの対応でも格納容器温度は7日後時点で150°Cを下回るものの、ケース2のほうが格納容器温度を低減できること及びケース1の格納容器スプレイ頻度増加による運転員への負荷を軽減できるという運用的な観点を考慮し、多面的視点での検討を行った結果、更なる安全性向上の観点からケース2の方法を採用した。

この方法の採用により代替循環冷却系の運転開始以降の格納容器温度の挙動について、先行炉と同様の低下傾向となることから、先行炉の対策と同等性があり、対策の見直しが妥当であることを確認した。

とりまとめ資料への反映状況

（参考資料1）



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

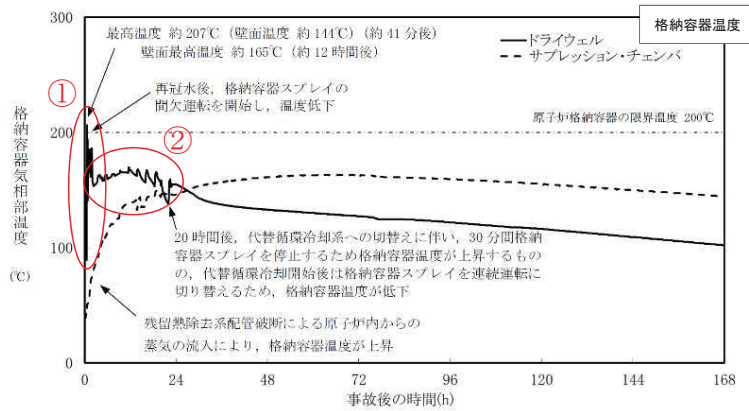
女川原子力発電所2号炉重大事故等対策の有効性評価について
(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温))

女川原子力発電所2号炉重大事故等対処設備について
(3.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備【50条】)

代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器スプレイの同時運用について、「重大事故等対策の有効性評価について」(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温))に反映し、格納容器破損防止対策の評価項目を判定基準に対して、十分な裕度をもって満足することを確認。

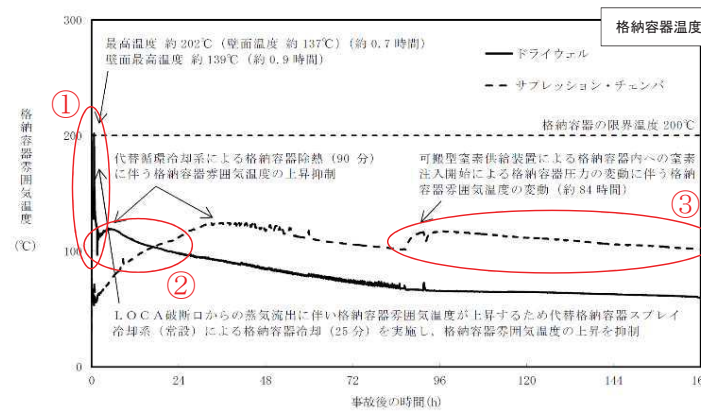
また、代替循環冷却系の設備設計については、「重大事故等対処設備について」(50条)においても反映。

三社比較による検討状況（見直し実施後）



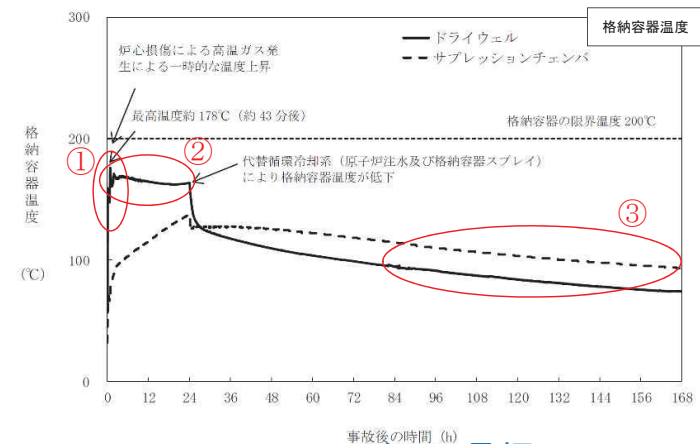
柏崎刈羽6, 7号炉

代替循環冷却系: 原子炉注水及び格納容器スプレイ(同時運用)



東海第二

代替循環冷却系: 原子炉注水及び格納容器スプレイ(同時運用)



女川2号炉

代替循環冷却系: 原子炉注水及び格納容器スプレイ(同時運用)

【差異理由】

- ①女川2号炉では出力当たりの格納容器容積が大きいので、事象初期の破断口からの過熱蒸気の流出により格納容器温度が限界温度である200°Cを超えない。
- ②女川2号炉では格納容器スプレイを実施していないが、柏崎刈羽は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。東海第二は代替循環冷却系の運転開始が早いため、格納容器圧力が低く推移する。
- ③女川2号炉では窒素注入を行っていないため、東海第二のようなサプレッションチェンバの温度の上昇傾向はない。

「重大事故等対策の有効性評価について」(3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温))の比較表において、三社比較を行っており、格納容器温度の挙動は先行炉と同様に代替循環冷却系の運転開始以降は低下傾向となることから、見直し実施前と同様の差異は記載していない。

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対策の有効性評価について

(抜 粋)

平成 30 年 11 月

東北電力株式会社

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

3. 運転中の原子炉における重大事故

3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

3.1.1 格納容器破損モードの特徴，格納容器破損防止対策

(1) 格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TQUV，TQUX，長期TB，TBD，TBU，TBP，AE，S1E及びS2Eがある。

(2) 格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」では，発電用原子炉の運転中に運転時の異常な過渡変化，原子炉冷却材喪失事故（LOCA）又は全交流動力電源喪失が発生するとともに，ECCS等の安全機能の喪失が重畳する。このため，緩和措置がとられない場合には，格納容器内へ流出した高温の原子炉冷却材や溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気，ジルコニウム－水反応等によって発生した非凝縮性ガス等の蓄積によって，格納容器内の雰囲気圧力・温度が徐々に上昇し，格納容器の過圧・過温により格納容器の破損に至る。

したがって，本格納容器破損モードでは，損傷炉心の冷却のための低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水，原子炉格納容器代替スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却，また，代替循環冷却系又は原子炉格納容器フィルタベント系による格納容器除熱によって格納容器の破損及び放射性物質の異常な水準での敷地外への放出を防止する。

本格納容器破損モードは，原子炉格納容器バウンダリに対する過圧・過温の観点で厳しい事象であり，代替循環冷却系の使用可否により，格納容器圧力・温度等の挙動が異なることが想定されるため，代替循環冷却系を使用する場合と使用できない場合の両者について，格納容器破損防止対策の有効性評価を行う。代替循環冷却系が使用できる場合には，原子炉格納容器フィルタベント系よりも優先して使用する。

なお，本格納容器破損モードの評価では重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待しており，原子炉圧力容器破損に至ることはないが，重大事故等対処設備による原子炉注水機能に期待せず原子炉圧力容器破損に至る場合については，「3.2 高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」，「3.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「3.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

冠水させるために必要な原子炉注水量及び崩壊熱分の注水量を考慮し、原子炉注水量に応じた必要注水時間の原子炉注水を実施し、その後、崩壊熱除去に必要な注水量で原子炉注水を維持する。

g. 代替循環冷却系による格納容器除熱

原子炉補機代替冷却水系の準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱に失敗した場合に、代替循環冷却系の運転準備のため、低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を残留熱除去系A系配管から残留熱除去系B系配管に切り替える。代替循環冷却系の運転準備が完了した後、原子炉補機代替冷却水系を用いた代替循環冷却系による格納容器除熱を開始するとともに低压代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水を停止する。代替循環冷却系の循環流量は、代替循環冷却系ポンプ出口流量及び残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）を用いて、原子炉注入弁と格納容器スプレイ弁を中央制御室からの遠隔操作により原子炉注水と格納容器スプレイに分配し、それぞれ連続で原子炉注水及び格納容器スプレイを実施する。

代替循環冷却系による原子炉注水を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系洗浄ライン流量（残留熱除去系B系格納容器冷却ライン洗浄流量）であり、格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、代替循環冷却ポンプ出口流量、ドライウエル圧力、サプレッションプール水温度等である。

また、水の放射線分解により水素ガス及び酸素ガスが発生することから、格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認する。

格納容器内の水素濃度及び酸素濃度を確認するために必要な計装設備は、格納容器内雰囲気酸素濃度等である。

3.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本格納容器破損モードを評価する上で選定した評価事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過圧及び過温への対策の有効性を総合的に評価する観点から、プラント損傷状態をLOCAに全交流動力電源喪失事象を加えた状態とし、中小破断LOCAに比べて破断口径が大きいことから事象進展が早く、格納容器圧力及び温度上昇の観点で厳しい大破断LOCAを起因とする、「大破断LOCA+HPCS失敗+低压ECCS失敗+全交流動力電源喪失」である。

本評価事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、燃料被覆管変形、沸騰・ボイド率変化及び気液分離（水位変化）・対向流、原子炉圧力容器におけるECCS注水（給水系・代替注水設備含む）、炉心損傷後の原子炉圧力容器におけるリロケーション、構造材との

原子炉スクラムは、ドライウェル圧力高信号によるものとする。

(b) 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能

原子炉水位の低下に伴い、原子炉水位低（レベル2）信号により再循環ポンプ2台全てを自動停止するものとする。

(c) 低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水

120 m³/h (0.427MPa[dif]において)にて原子炉注水し、原子炉水位回復後は炉心を冠水維持するように注水する。

(d) 代替循環冷却系による格納容器除熱

代替循環冷却系の循環流量は、全体で150m³/hとし、原子炉注水へ50m³/h、格納容器スプレイへ100m³/hにて流量分配し、それぞれ連続注水及び連続スプレイを実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

運転員等操作に関する条件として、「1.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」に示す分類に従って以下のとおり設定する。

(a) 交流動力電源は、常設代替交流電源設備によって供給を開始し、低圧代替注水系（常設）（復水移送ポンプ）による原子炉注水操作は、事象発生25分後から開始する。なお、原子炉注水は、代替循環冷却系の運転開始時に停止する。

(b) 代替循環冷却系による格納容器除熱操作は、原子炉補機代替冷却水系の準備時間等を考慮し、事象発生24時間後から開始する。なお、原子炉補機代替冷却水系の運転操作は事象発生23時間後から開始する。

(3) 有効性評価（Cs-137の放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の100%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を約1/4ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考え、最高50,000時間とする。

b. 代替循環冷却系を用いた場合の環境中への総放出量の評価においては、原子炉内に内蔵されている核分裂生成物が事象進展に応じた割合で、格納容器内に放出^{※1}されるものとする。

※1 セシウムの格納容器内への放出割合については、本評価事故シーケンスにおいては解析コードMAAPの評価結果の方がNUREG-1465より大きく算出する。

c. 格納容器内に放出されたCs-137については、格納容器スプレイやサプレッションチェンバのプール水でのスクラビング等による除去効果を考慮する。

d. 原子炉建屋から大気中への放射性物質の漏えいについて考慮する。漏えい量の評価条件は以下のとおりとする。

(解析の時刻)
(0分)

(約4分)

(約10分)

(約10分)

(約15分)

(約20分)

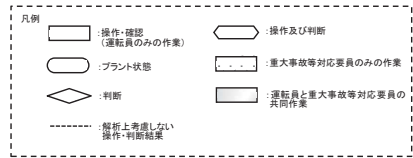
(25分)

(約30分)

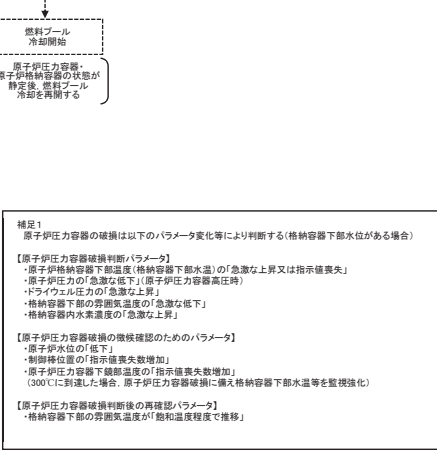
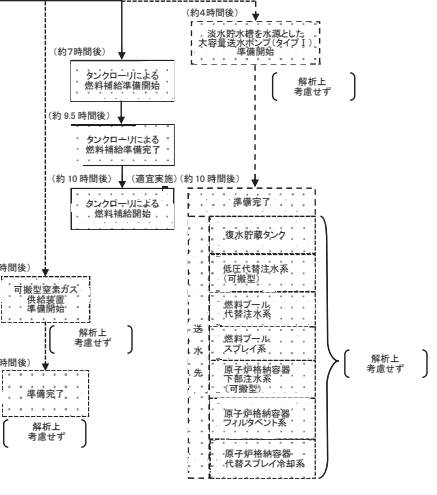
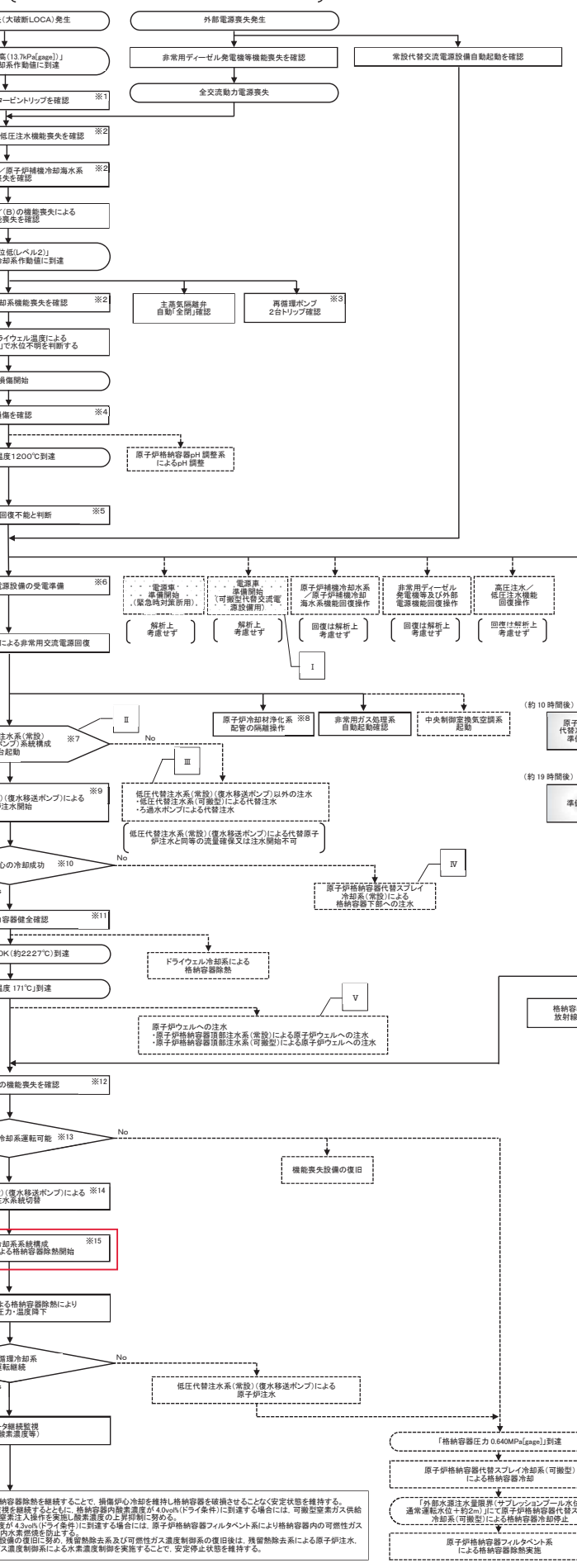
(24時間)

3.1.2-20

対応操作は、原子炉水位・格納容器圧力等の破損に応じて対応を行うため、今回想定している
破損形態・破断位置が異なる場合及び破断位置が特定できない場合においても、対応する操
作手順に変更はない

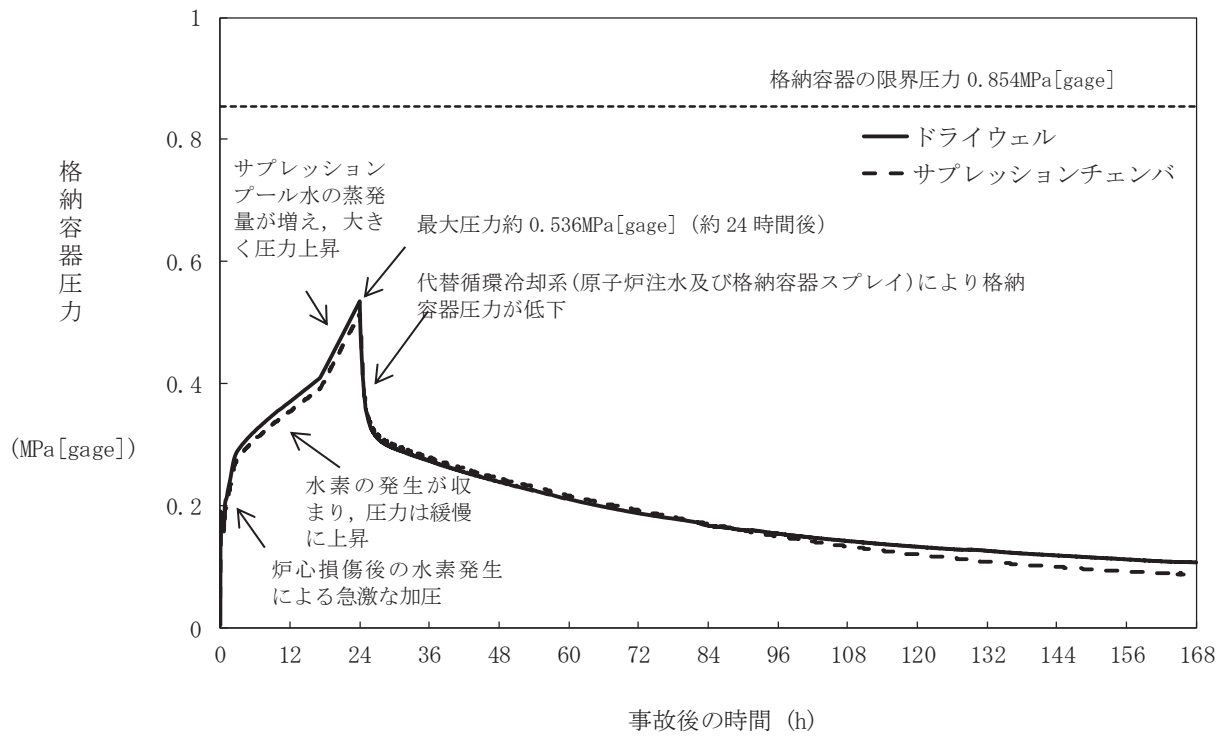


- ※1 「格納容器圧力高(13.7kPa[gage])」警報により原子炉がスクラム。平均出力履歴モニタ指示降下等で確認する重大事故等発生を通報連絡設備により確認した現場作業員は通報を実施する
- ※2 中央制御室にて各機器の機能喪失を以下により確認する
高圧注水スプレイス系/低圧注水機能の機能喪失は電源喪失等により機能喪失していることを確認する
原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、原子炉補機冷却水ポンプの機能喪失は以下の通り確認する
・高圧注水機能喪失 状態表示ランプ、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
・低圧注水機能喪失 状態表示ランプ、警報、ポンプ出口圧力、ポンプ出口流量等
・原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系機能喪失 状態表示ランプ、警報、ポンプ出口圧力等
- ※3 外部電源喪失で再稼働ポンプはトリップするが、解析上「原子炉水位低(レベル2)」によりトリップする中央制御室にて状態表示ランプ、警報、ポンプ入口流量等によりトリップを確認する
- ※4 格納容器内雰囲気放射線モニタ(GAMS)のガンマ線線量率と SOP 導入条件判断により炉心損傷を確認する。例えば、原子炉停止後4分後の場合、格納容器内雰囲気放射線モニタのガンマ線線量率がドライウエル領域(8.1E+00 Sv/h、サブプレッション)領域(1.1E+01 Sv/h)を超えれば炉心損傷発生と判断する。なお、解析上においては100K(10T)に到達する炉心損傷発生している。格納容器内雰囲気放射線モニタによる炉心損傷発生を判断できない場合は、原子炉圧力容器温度等により判断する炉心損傷による格納容器内水素濃度の上昇を確認する
- ※5 中央制御室にて外部電源喪失及び非常用ディーゼルの起動が実施できず非常用高圧母線(6.9kV)の電源回復ができない場合、早期の電源回復不可と判断する
- ※6 復電時に不要な負荷が起動することを防止するための負荷切り離しを含む
- ※7 復水補給水系バイパス(注水防止)のため緊急時降圧弁等「弁閉」後、適用上は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)2台を起動、解析上は低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)1台を起動
- ※8 運用上は冷却材喪失事故を判断することにより閉入し箇所を隔離操作を実施するが、解析では30分で隔離する
- ※9 原子炉圧力容器底部から原子炉水位レベルまで水位を上昇させるために必要な注水量を注水する。所定量の注水完了後は、注水量を継続監視する
- ※10 原子炉圧力容器下部温度300℃未満により補機炉心冷却成功と判断する
- ※11 原子炉圧力容器健全確認は、圧力容器破損判断パラメータにより判断する(補足1)
- ※12 原子炉補機代替冷却水系の準備完了後、残留熱除去系(サブプレッションプール冷却モード)を手動起動する機能喪失する機能喪失は状態表示ランプ、警報、ポンプ出口圧力等により確認する
- ※13 原子炉補機代替冷却水系による残留熱除去系交換機への通水及び代替補機冷却系の電源が確保されていることを確認し、代替補機冷却系の運転可能と判断する
- ※14 代替補機冷却系運転準備のため、残留熱除去系A系配管を用いた原子炉注水から残留熱除去系B系配管を用いた原子炉注水へ切り替える
- ※15 原子炉注水流量は50m³/hとし、格納容器スプレイ流量は100m³/hとする。低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を停止する
- ※16 格納容器内雰囲気放射線濃度及び水素濃度の測定を開始する

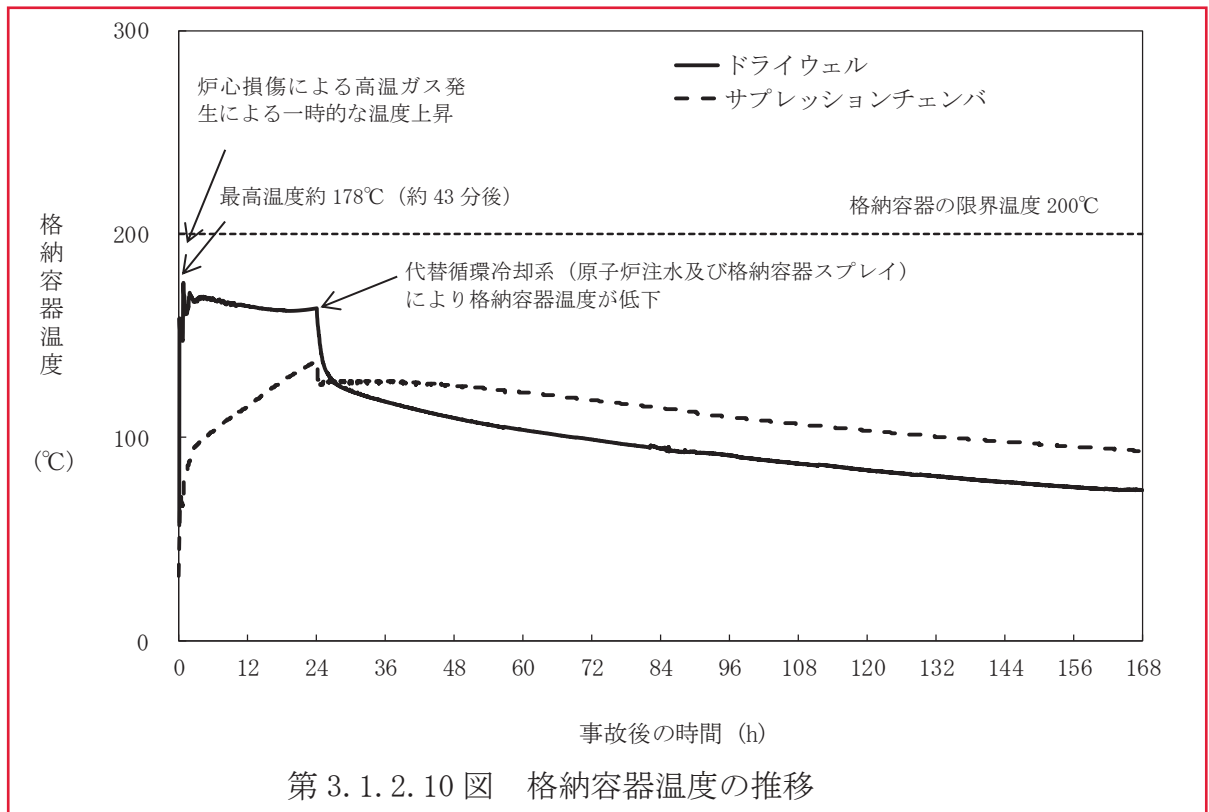


- 補足1
- 原子炉圧力容器の破損は以下の(パラメータ化等)により判断する(格納容器下部水位がある場合)
- 【原子炉圧力容器破損判断パラメータ】
- 原子炉格納容器下部温度(格納容器下部水道)の「急激な上昇又は指示値喪失」
 - 原子炉圧力の「急激な低下」(原子炉圧力容器高圧時)
 - ドライウエル圧力の「急激な上昇」
 - 格納容器下部の雰囲気温度の「急激な低下」
 - 格納容器内水素濃度の「急激な上昇」
- 【原子炉圧力容器破損の破損確認のためのパラメータ】
- 原子炉水位の「低下」
 - 制御棒位置の「指示値喪失増加」
 - 原子炉圧力容器下部温度の「指示値喪失増加」
 - (300℃に到達した場合、原子炉圧力容器破損に備え格納容器下部水道等を監視強化)
- 【原子炉圧力容器破損判断後の再確認(パラメータ)】
- 格納容器下部の雰囲気温度が「飽和温度程度で推移」
- 【有効性評価の対象とされていないが、ほかに取り得る手段】
- I 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する
 - II 低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)を用いた残留熱除去系A系からの原子炉注水と同等の量は確保できないが、残留熱除去系B系からの原子炉注水が可能である
 - III 注水開始時間遅延となるが、低圧代替注水系(可搬型)による注水も実施可能である。低圧代替注水系(常設)(復水移送ポンプ)と同等の量は確保できないが、ろ過水ポンプによる原子炉への注水が可能である
 - IV 原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(可搬型)による格納容器下部への注水ができない場合は、代替補機冷却系、原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(可搬型)、原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(可搬型)による格納容器下部への注水が可能である
 - V 原子炉格納容器頂部注水系(常設)による原子炉ウエルの注水が実施できない場合は、原子炉格納容器頂部注水系(常設)による格納容器冷却を実施する
 - VI 原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(可搬型)による格納容器冷却が実施できない場合、原子炉格納容器代替スプレイス冷却系(常設)による格納容器冷却を実施する

第3.1.2.3図 格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)」時の対応手順の概要(代替循環冷却系を使用する場合)



第 3. 1. 2. 9 図 格納容器圧力の推移



第 3. 1. 2. 10 図 格納容器温度の推移

女川原子力発電所 2 号炉審査資料	
資料番号	02-NP-0072(改 33)
提出年月日	平成 30 年 11 月 28 日

女川原子力発電所 2 号炉

重大事故等対処設備について

(抜 粋)

平成 30 年 11 月

東北電力株式会社

枠囲みの内容は商業機密又は防護上の観点から公開できません。

3.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備【50条】

【設置許可基準規則】

(原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備)

第五十条 発電用原子炉施設には、炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備を設けなければならない。

2 発電用原子炉施設（原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるものに限る。）には、前項の設備に加えて、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備を設けなければならない。

3 前項の設備は、共通要因によって第一項の設備の過圧破損防止機能（炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するために必要な機能をいう。）と同時にその機能が損なわれるおそれがないよう、適切な措置を講じたものでなければならない。

(解釈)

1 第1項に規定する「原子炉格納容器バウンダリを維持」とは、限界圧力及び限界温度において評価される原子炉格納容器の漏えい率を超えることなく、原子炉格納容器内の放射性物質を閉じ込めておくことをいい、「原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。

a) 格納容器代替循環冷却系又は格納容器再循環ユニットを設置すること。

2 第2項に規定する「原子炉格納容器の構造上、炉心の著しい損傷が発生した場合において短時間のうちに原子炉格納容器の過圧による破損が発生するおそれがあるもの」とは、原子炉格納容器の容積が小さく炉心損傷後の事象進展が速い発電用原子炉施設であるBWR及びアイスコンデンサ型格納容器を有するPWRをいう。

3 第2項に規定する「原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすために必要な設備」とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。

a) 格納容器圧力逃がし装置を設置すること。

b) 上記3 a) の格納容器圧力逃がし装置とは、以下に掲げる措置又はこれらと同等以上の効果を有する措置を行うための設備をいう。

i) 格納容器圧力逃がし装置は、排気中に含まれる放射性物質を低減するものであること。

ii) 格納容器圧力逃がし装置は、可燃性ガスの爆発防止等の対策が講じられて

3.7.1 適合方針

炉心の著しい損傷が発生した場合において原子炉格納容器の過圧による破損を防止するため、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるために必要な重大事故等対処設備を設置及び保管する。

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備の系統概要図を第 3.7-1 図から第 3.7-5 図に示す。

3.7.1.1 重大事故等対処設備

原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備のうち、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させるための設備として、代替循環冷却系を設ける。また、原子炉格納容器内の圧力を大気中に逃がすための設備として、原子炉格納容器フィルタベント系を設ける。

(1) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合に原子炉格納容器の過圧破損を防止するための重大事故等対処設備として、代替循環冷却系を使用する。

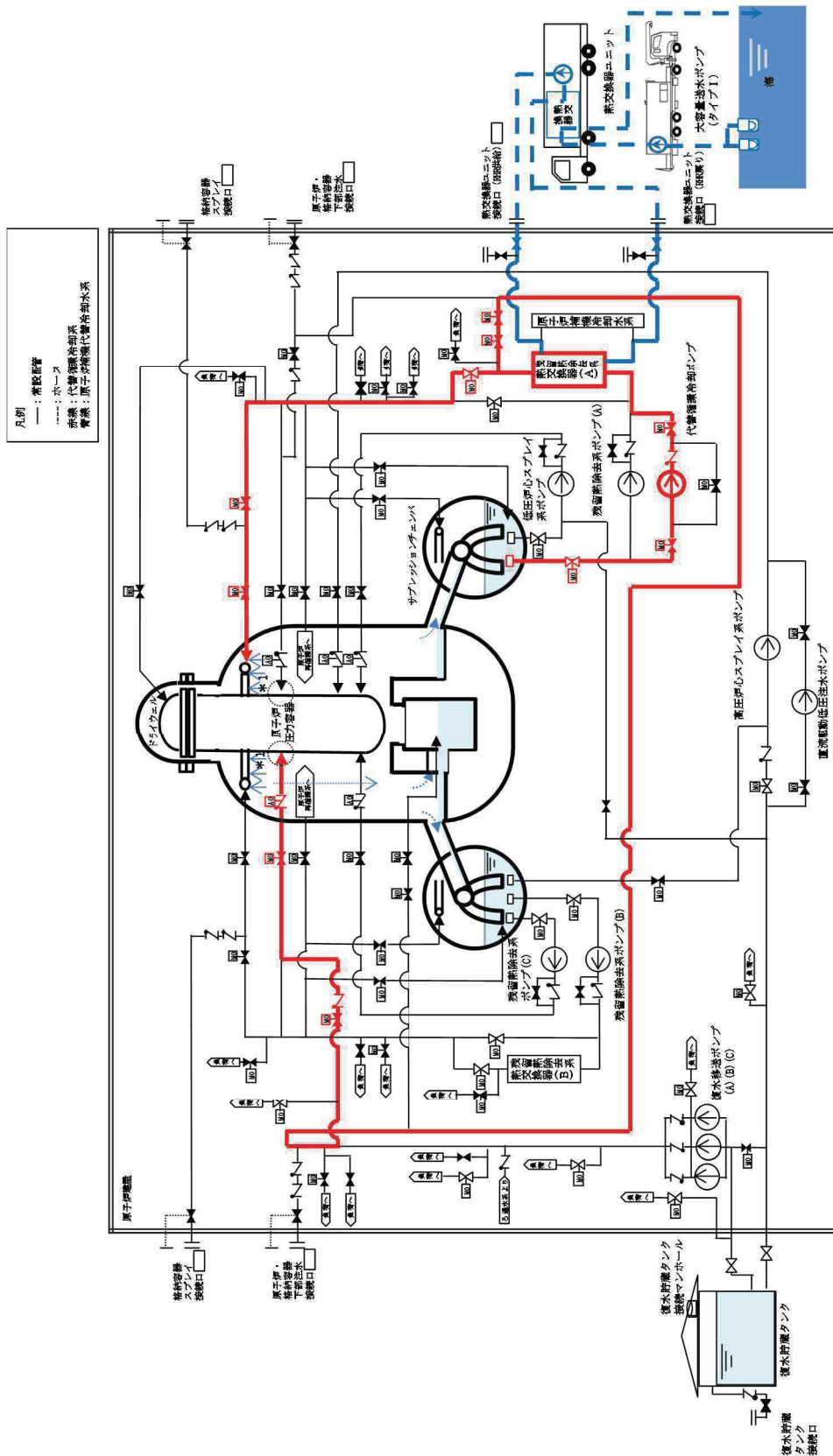
代替循環冷却系は、代替循環冷却ポンプ、残留熱除去系熱交換器、配管・弁類、計測制御装置等で構成し、代替循環冷却ポンプによりサブプレッションチェンバのプール水を残留熱除去系熱交換器にて冷却し、残留熱除去系等を経由して原子炉圧力容器へ注水及び原子炉格納容器内へスプレー又は原子炉格納容器下部へ注水することで、原子炉格納容器バウンダリを維持しながら原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下できる設計とする。原子炉圧力容器に注水された水は、原子炉圧力容器又は原子炉格納容器内配管の破断口等から流出し、原子炉格納容器内へスプレー又は原子炉格納容器下部へ注水された水とともに、ベント管を経てサブプレッションチェンバに戻ることで循環する。

なお、原子炉格納容器下部への注水又は原子炉格納容器内へスプレーした水が原子炉格納容器下部へ流入することで、熔融炉心が落下するまでに原子炉格納容器下部にあらかじめ十分な水位を確保するとともに、落下した熔融炉心を冷却できる設計とする。

代替循環冷却系は、非常用交流電源設備に加えて、代替所内電気設備を経由した常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給電が可能な設計とする。

残留熱除去系熱交換器は、原子炉補機冷却水系（原子炉補機冷却海水系を含む）に加えて、原子炉補機代替冷却水系の熱交換器ユニット及び大容量送水ポンプ（タイプ I）により冷却できる設計とする。

原子炉補機代替冷却水系は、熱交換器及び淡水ポンプを搭載した熱交換器ユニット、大容量送水ポンプ（タイプ I）、配管・ホース・弁類、計測制御装置等で



* 1: シュワウト内圧向上部より注水

第 3. 7-1 図 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備系統概要図 (代替循環冷却系による原子炉格納容器の減圧及び除熱 (原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器へのスプレーを実施する場合))

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

女川原子力発電所 2号炉

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の
重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実
施するために必要な技術的能力に係る審査基準」
への適合状況について

(抜 粋)

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

< 目次 >

1.7.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(a) 原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(b) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(c) 原子炉格納容器内 pH 調整

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

b. 手順等

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 原子炉格納容器フィルタベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作含む）

(2) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(3) 原子炉格納容器内 pH 調整

(4) 可搬型窒素ガス供給装置による原子炉格納容器への窒素ガス供給

1.7.2.2 その他の手順項目について考慮する手順

1.7.2.3 重大事故等時の対応手段の選択

上記の操作は、中央制御室運転員 1 名、現場運転員 2 名^{*}及び重大事故等対応要員 2 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置への薬液補給開始まで 230 分以内で可能である。なお、屋外における本操作は、原子炉格納容器ベント実施後の短期間において、フィルタ装置への薬液補給を行うものではないことから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているため作業可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

※フィルタ装置水・薬液補給接続口（建屋内）へホースを接続する場合に必要な要員

(添付資料 1.7.3)

(2) 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

a. 代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、残留熱除去系の復旧に見込みがなく^{*}
² 原子炉格納容器内の除熱が困難な状況で、原子炉格納容器内の酸素濃度が 4.3%以下^{*3}の場合。

※1：格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）で原子炉格納容器内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の 10 倍を超えた場合、又は格納容器内雰囲気放射線モニタ（CAMS）が使用できない場合に原子炉圧力容器温度で 300℃以上を確認した場合。

※2：設備に故障が発生した場合、又は駆動に必要な電源若しくは補機冷却水が確保できない場合。

※3：ドライ条件の酸素濃度を確認する。

(b) 操作手順

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。

手順の対応フローを第 1.7.3 図及び第 1.7.4 図に、概要図を第 1.7.15 図に、タイムチャートを第 1.7.16 図に示す。

- ① 発電課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員に代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイの準備開始を指示する。
- ② 中央制御室運転員 A は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイに必要なポンプ、電動弁及び監視計器の電源並びに補機冷却水が確保されていることを状態表示にて確認する。
- ③^a 原子炉圧力容器への注水から実施する場合
中央制御室運転員 A は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイ前の系統構成として、代替循環冷却ポンプバイパス弁の全閉確認、代替循環冷却ポンプ流量調整弁の開操作及び代替循環冷却ポンプ吸込弁の全開操作を実施する。
- ③^b 原子炉格納容器内へのスプレイから実施する場合
中央制御室運転員 A は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイ前の系統構成として、代替循環冷却ポンプバイパス弁の全閉確認、代替循環冷却ポンプ流量調整弁の開操作並びに代替循環冷却ポンプ吸込弁及び RHR A 系格納容器スプレイ隔離弁の全開操作を実施する。
- ④ 中央制御室運転員 A は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイの準備完了を発電課長に報告する。
- ⑤ 発電課長は、運転員に代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレイの開始を指示する。
- ⑥^a 原子炉圧力容器への注水から実施する場合 (⑥^a～⑩^a)
中央制御室運転員 A は、代替循環冷却ポンプを起動し、速やかに RHR A 系 LPCI 注入隔離弁の全開操作及び代替循環冷却ポンプ流量調整弁を開として代替循環冷却系の運転を開始する。
- ⑦^a 中央制御室運転員 A は、代替循環冷却ポンプ出口流量指示値の上昇を確認し、RHR 熱交換器 (A) バイパス弁を全閉とする。
- ⑧^a 中央制御室運転員 A は、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを原子炉水位指示値の上昇により確認し、発電課長に報告する。
- ⑨^a 発電課長は、運転員に格納容器スプレイを実施するため代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水ライン切替えを指示する。
- ⑩^a 中央制御室運転員 A は、原子炉圧力容器への注水ラインを切替えるため、復水移送ポンプが運転中の場合は停止し、T/B 緊急時隔離弁、R/B B1F 緊急時隔離弁及び R/B 1F 緊急時隔離弁の全閉操作並びに RHR MUWC 連絡第一弁、RHR MUWC 連絡第二弁及び RHR B 系 LPCI 注入隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑪^a 中央制御室運転員 A は、RHR B 系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁の開操作及び RHR A 系 LPCI 注入隔離弁の全閉操作を実施し、残留熱除去系洗浄ライン流量指示値の上昇により原子炉圧力容器への注水ライン切替え完了

を確認し、発電課長に報告する。

- ⑫^a発電課長は、運転員に原子炉格納容器内へのスプレー開始を指示する。
- ⑬^a中央制御室運転員Aは、RHR A系格納容器スプレー隔離弁及びRHR A系格納容器スプレー流量調整弁の全開操作並びにRHR B系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁の閉操作により原子炉圧力容器への注水量を調整し、原子炉格納容器内へのスプレーを開始する。
- ⑭^a中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレーが開始されたことを格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認し、発電課長に報告する。
- ⑮^a発電課長は、代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーが開始されたことを発電所対策本部に連絡する。
- ⑯^a発電課長は、運転員に原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力を継続監視し、RHR B系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁及びRHR A系格納容器スプレー流量調整弁にて適宜、原子炉圧力容器内の水位及び原子炉格納容器内の圧力の調整を行うよう指示する。
- また、状況によりRHR A系格納容器スプレー流量調整弁及びRHR MUWC連絡第一弁を全閉、RHR A系試験用調整弁を開とすることで、原子炉圧力容器への注水及び原子炉格納容器内へのスプレーからサブプレッションプールの除熱へ切り替える。

⑥^b原子炉格納容器内へのスプレーから実施する場合（⑥^b～⑭^b）※

- 中央制御室運転員Aは、代替循環冷却ポンプを起動し、速やかにRHR A系格納容器スプレー流量調整弁の全開操作及び代替循環冷却ポンプ流量調整弁を開として代替循環冷却系の運転を開始する。
- ⑦^b中央制御室運転員Aは、代替循環冷却ポンプ出口流量指示値の上昇を確認し、RHR熱交換器（A）バイパス弁を全閉とする。
- ⑧^b中央制御室運転員Aは、原子炉格納容器内へのスプレーが開始されたことを格納容器内圧力指示値及び格納容器内温度指示値の低下により確認し、発電課長に報告する。
- ⑨^b発電課長は、運転員に原子炉圧力容器への注水開始を指示する。
- ⑩^b中央制御室運転員Aは、復水移送ポンプが運転中の場合は停止し、T/B緊急時隔離弁、R/B B1F緊急時隔離弁及びR/B 1F緊急時隔離弁の全開操作並びにRHR MUWC連絡第一弁、RHR MUWC連絡第二弁及びRHR B系LPCI注入隔離弁の全開操作を実施する。
- ⑪^b中央制御室運転員Aは、RHR B系格納容器冷却ライン洗浄流量調整弁の開操作及びRHR A系格納容器スプレー流量調整弁の閉操作を実施し、原子炉圧力容器への注水を開始する。
- ⑫^b中央制御室運転員Aは、原子炉圧力容器への注水が開始されたことを残留熱除去系洗浄ライン流量指示値及び原子炉水位の上昇により確認し、発電課

3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
 3.1.1 格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策
 3.1.2 代替循環冷却系を使用する場合

比較表

赤字：設備、運用又は体制の相違（設計方針の相違）
 青字：記載箇所又は記載内容の相違（記載方針の相違）
 緑字：記載表現、設備名称の相違（実質的な相違なし）

柏崎刈羽原子力発電所 6, 7号炉	東海第二発電所	女川原子力発電所 2号炉	差異理由
			<p>①女川2号では出力当たりの格納容器容積が大きいため、事象初期の破断口からの過熱蒸気の流出により格納容器温度が限界温度である200℃を超えない。 ②女川2号では格納容器スプレイを実施していないが、柏崎刈羽は原子炉注水と格納容器スプレイを交互に実施することによる挙動の差異。東海第二は代替循環冷却系の運転開始が早いいため、格納容器圧力が低く推移する。 ③女川2号では窒素注入を行っていないため、東海第二のようなサブプレッションチェンバの温度の上昇傾向はない。</p>
<p>第 3.1.2.12 図 格納容器気相温度の推移</p>	<p>第 3.1.2-12 図 格納容器雰囲気温度の推移</p>	<p>第 3.1.2.10 図 格納容器温度の推移</p>	
			<p>・東海第二では事象初期に格納容器圧力及び温度が急上昇することから格納容器圧力及び温度を抑制するために格納容器スプレイ等のマネジメントを実施するが、女川2号では事象初期に格納容器側へのマネジメントは実施しないため、短時間グラフは記載していない。</p>
	<p>第 3.1.2-13 図 格納容器圧力の推移（～3時間）</p>		